

Elektrisitetsetterspørsel framover

Torstein Bye og Finn Roar Aune

Framtidig kraftforbruk bestemmes av flere usikre faktorer som økonomisk vekst, sammensetning av veksten, pris og kostnadsutvikling for kraft og teknologisk utvikling. Demografiske forhold er viktig som drivkraft for økonomisk vekst, men er også en viktig faktor bak husholdningenes forbruksutvikling. Tre scenarier for forbruksutviklingen viser et relativt stort spenn for forbruket i 2030 – fra 140 til 159 TWh i 2030 avhengig av pris og kostnadsutviklingen: Denne avhenger igjen av om det blir høye eller lave priser på olje og gass og hvordan kvoteprisene for klimagassutslipp utvikler seg. Spennvidden i kraftprisene i analysen er fra 18-33 øre/kWh. I et langt historisk perspektiv kan flere av banene være gode illustrasjoner på mulig forbruksutvikling.

1. Innledning og sammendrag

Vi benytter den nordiske kraftmarkedsmodellen Normod-T sammen med den makroøkonomiske modellen MSG-6 til å studere den framtidige utviklingen i det norske kraftmarkedet. Siden det norske markedet er integrert med de andre nordiske landenes kraftmarkeder, er det viktig at disse analyseres simultant. Vi legger imidlertid størst vekt på å diskutere mulige scenarier for utviklingen av forbruket i Norge framover. Etterspørselsutviklingen påvirkes av flere forhold, så som økonomisk vekst, sammensetningen av veksten over tid, utviklingen i teknologiske forhold, demografiske forhold og kraftprisutviklingen.

Med utgangspunkt i anslag på den makroøkonomiske utvikling i de enkelte land, noen landspesifikke studier av energiutvikling i de andre nordiske landene og anslag på teknologiske endringsparametre presenteres tre scenarier for kraftetterspørsel. De tre scenariene fokuserer spesielt på hvordan forbruksutviklingen avhenger av prisutviklingen for elektrisitet. Usikkerheten om framtidig kraftetterspørsel belyses dermed gjennom et middel-, lav- og høyprisalternativ. De ulike kraftprisbanene representerer ulike utviklingstrekk i primære kostnader for kraftprodusenter, slik som kostnader ved CO₂-utslipp og kostnader ved innkjøp av gass til gasskraftverk.

I de ulike alternativene vokser totalt elektrisitetsforbruk fra dagens nivå (om lag 126 TWh i 2005) til mellom 140 og 159 TWh i 2030, avhengig av kraftprisscenario. Det er spesielt husholdningssektoren

som står for det store volumbidraget til denne veksten, selv om den prosentvise veksten på om lag 1 prosent pluss minus i de ulike alternativene ikke er spesielt sterk i forhold til en inntektsvekst på 2-2,5 prosent i gjennomsnitt per år.

Analysen av etterspørselsutviklingen er gjort på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

2. Kort om modellen og tilbudssiden

Vi benytter i denne analysen Normod-T – en nordisk kraftmarkedsmodell med 14 regioner, 8 i Norge, 3 i Sverige, 2 i Danmark, mens Finland er en region. Alle land utenfor Norden som har innflytelse på utviklingen også i de nordiske landene, er behandlet utenfor modellen. Modellen simulerer et frikonkurransemarked for elektrisitet, dvs. den maksimerer summen av produsent- og konsumentoverskuddene i kraftmarkedet. For en nærmere beskrivelse av modellen, se Bye, Gabrielsen og Aune (2005).

Prisfastsettelsen i det nordeuropeiske kraftmarkedet spiller inn i prisfastsettingen i det nordiske kraftmarkedet. Det betyr at grensekostnader for utbygging på lang sikt og etterspørselsforhold i for eksempel Tyskland har betydning for produksjons- og etterspørselsforhold i de nordiske landene. To forhold er her viktige. For det første vil kostnadsforhold kunne tilsi at en teknologi kan bygges ut i et land uten at samme teknologi bygges ut i et annet land. For eksempel vil det isolert sett være slik at gasskraft på Vestlandet i Norge vil være billigere enn gasskraft i for eksempel Tyskland hvis gassen kommer fra den samme kilden i Nordsjøen, da transportkostnadene er høyere til Tyskland enn til vestsiden av Norge. På den annen side kan gass til Tyskland komme fra andre kilder enn gass til Vestlandet. Dette kan i noen grad kompensere for transportforskjellene. Man kan i dag ikke snakke om et felles gassmarked i Europa med felles pris for all

Torstein Bye er forskningssjef ved Forskningsavdelingen, Gruppe for energi og miljøøkonomi (torstein.bye@ssb.no)

Finn Roar Aune er seniorrådgiver ved Forskningsavdelingen, Gruppe for petroleum og miljøøkonomi (finn.roar.aune@ssb.no)

gass. For det andre kan det være slik at ulike gasskraftteknologier kan velges avhengig av hva slags type marked man snakker om. På Vestlandet vil det være aktuelt med gasskraftverk uten utnyttelse av restvarmen. Tyskland, eller for den saks skyld Danmark og Sverige, kan i større grad basere seg på kraftvarmeverk med høyere total utnyttelse av gassen gjennom en kombinert kraft- og varmeutnyttelse. Dekningsbidraget, eller den prisen som forlanges fra kraften i et slikt verk for å tilfredsstille lønnsomhet, kan dermed være lavere enn i et rent gasskraftverk. Per i dag eksisterer mange kraftvarmeverk i Europa, og det bygges nye, mens de prisene som er i elektrisitetsmarkedet kan være for lave til å gi lønnsomhet for et tradisjonelt gasskraftverk på Vestlandet. I vår studie har vi justert kraftprisenivået i Europa slik at det gjenspeiler de gassprisene som vi har lagt til grunn i studien ellers (om lag 100 øre/Sm³ i Norge på lang sikt i middelpri scenariet, se nedenfor).

På tilgangssiden i kraftmarkedet ellers baserer vi oss på de samme forutsetninger som i Aune, Bye og Hansen (2005). For fornybare teknologier er det en spesifisert sammenheng mellom kostnad og volum. Kraftprisen må overstige kostnaden for ny kapasitet, korrigert for eventuelle inntekter fra salg av elsertifikater, før denne bygges ut. Utbygging av gasskraft skjer også i modellen hvis prisen i markedet overstiger kostnaden ved å bygge ut gasskraft. Viktige kostnadskomponenter ved siden av kapitalkostnadene, er prisen for gass og kostnad ved å delta i et internasjonalt kvotemarked for klimagasser. For klimagasskostnadene opereres med ulike alternativer.

I tillegg til de investeringer i ny kapasitet som skjer ut fra modellens beregninger av lønnsomhet, har vi forutsatt at det planlagte og vedtatte femte kjernekraftverket i Finland kommer inn i år 2009.

NVE oppjusterte produksjonsevnen i vannkraftsektoren i Norge fra 113 til 118 TWh for noen år siden for de vannkraftverkene som da var i drift. Dette skjedde som følge av at man la til grunn nye gjennomsnittstall for nedbør og dermed tilsig til de norske vannmagasinene. I Bye, Gabrielsen og Aune (2005), se også Gabrielsen (2005), har en estimert en klimamodell basert på klimavariabel fra REGCLIM-prosjektet og tilsigstall fra NVE for perioden 1980-1999. Denne modellen er simulert på klimadata fra REGCLIM-prosjektet for perioden 2000-2040. Modellen gir en utvikling i retning av ytterligere tilsig framover. Disse simuleringene er lagt til grunn for produksjonsevnen i vannkraftsystemet fram mot 2030.

På nettsiden er Nordels prioriterte snitt lagt inn etter 2010, se Nordel (2004). I tillegg er NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland inne fra og med 2008.

3. Drivkrefter bak energiforbruksutviklingen

Kort oppsummert er det fire hoveddrivkrefter bak veksten i elektrisitetsforbruk som dekkes av denne analysen. I vurderingen av utviklingen betyr imidlertid også utviklingen i demografiske forhold noe. Dette kommer vi tilbake til.

- All økonomisk vekst krever i utgangspunktet økt ressursbruk og dermed også mer bruk av elektrisitet. Økt produksjon gir også økte inntekter som forbrukes blant annet på energi.
- Siden energiintensitetene (energibruk per produsert enhet) er forskjellig fra næring til næring, vil sammensetningen av veksten over tid ha stor betydning for veksten i det samlede elektrisitetsforbruket. For eksempel er det ikke likegyldig om vi produserer mer av aluminium eller hotelltjenester. Det er også viktig for energiforbruksutviklingen om inntektene som skapes tas ut som offentlig eller privat konsum.
- Det skjer stadige teknologiske framskritt som vil kunne redusere energibruken per produsert enhet. Teknologisk endring har imidlertid en tveegget virkning på energiveksten: Den reduserer energi per produsert enhet, men gjør samtidig at vi med gitte ressurser kan produsere og forbruke mer enn ellers. Dette siste vil motvirke innsparingseffekten. Hvilken effekt som er sterkest er et empirisk spørsmål.
- Økte energipriser vil isolert sett bidra til å redusere energiforbruksveksten. Økte oljepriser vil gi høyere elektrisitetsforbruk da elektrisitet og stasjonær bruk av olje er substitutter. Det er imidlertid også andre prisforhold som spiller inn. Siden arbeidskraft på lang sikt er en begrenset ressurs, vil arbeidslønningene øke med økonomisk vekst. Da blir det relativt sett billigere å bruke kapital (maskiner etc). Denne kapitalbruken trekker med seg energibruk. Mange glemmer denne viktige effekten på energibruk under en vekstprosess.
- Over tid øker befolkningen og tilgangen på arbeidskraft. Dette gir potensial for økt produksjon. Samtidig endres sammensetningen av befolkningen i husholdninger ved at disse blir stadig mindre. I og med at det er stordriftsfordeler i husholdningenes energibruk, vil stadig mindre husholdninger trekke i retning av mer energibruk. Utviklingen framover kan imidlertid bli forskjellig fra utviklingen historisk, da det er grenser for hvor små husholdningene kan bli. Dette er det ikke eksplisitt tatt hensyn til i analysen, men selve poenget diskuteres nærmere til slutt i denne rapporten. Det er også mange andre forhold i husholdningene som har betydning, som for eksempel boligens areal og utstyr.

4. Noen sentrale forutsetninger

4.1. Økonomisk vekst

Denne analysen baserer seg på modellberegninger der en har benyttet et samspill mellom makromodellen MSG-6 og den partielle kraftmarkedsmodellen Nor-mod-T. Makromodellen gir de fundamentale vekstforutsetningene, mens kraftmarkedsmodellen har en betydelig bedre detaljrikdom på kraftmarkedsforholdene. Siden krafttilgang og pris også har betydning for vekstmulighetene og næringsfordelingen under vekst, kan de endelige vekstforutsetningene avvike noe fra andre beregninger hvor en ikke har tatt tilstrekkelig hensyn til slike samspilleffekter. En nærmere diskusjon av slike forhold er gitt i Aune, Bye og Hansen (2005).

Vi presenterer tre alternativer for utviklingen i kraftprisen fram til 2030. Tabell 1 oppsummerer noen modellresultater for viktige makroøkonomiske variable i middelalternativet. Skatte- og avgiftsnivået holdes uendret på 2002-nivå. Et viktig unntak er innføringen av kvotepriser for klimagassutslipp som omtales særskilt nedenfor.

4.2. Kort om næringsutviklingen

I denne analysen fokuserer vi særskilt på utviklingen i alminnelig forsyning. Forholdet til kraftintensiv industri er imidlertid viktig på grunn av konkurransen om de primære innsatsfaktorene og kraftressursene.

Konkurransen om de primære innsatsfaktorene arbeidskraft og kapital innebærer at en stor kraftintensiv industri resulterer i mindre produksjon innenfor alminnelig forsyning og omvendt, og dermed også et mindre kraftforbruk i alminnelig forsyning. Siden energiintensiteten er mye høyere i kraftintensiv industri enn i alminnelig forsyning, betyr dette at en relativ vekst i kraftintensiv industri øker kraftforbruket mer enn det motsatte tilfellet.

Den andre effekten er priseffekten i energimarkedene. Alt annet likt vil en større kraftintensiv industri, trekke i retning av høyere kraftpriser, siden det er stigende marginalkostnader ved utbygging. Høyere kraftpriser vil igjen trekke i retning av lavere kraftforbruk i alminnelig forsyning. Altså vil priseffekten delvis motvirke høyere kraftforbruk som følge av en større kraftintensiv industri (og omvendt). Siden vi her fokuserer på alminnelig forsyning, har vi som en beregningsteknisk forutsetning lagt til grunn tilnærmet uendret omfang av kraftintensiv industri framover i forhold til dagens situasjon. Dette er også en forutsetning i de alternative prisscenariene, uten at realismen i dette er vurdert nærmere.

Beregningsteknisk er det lagt til grunn et omfang av kraftintensiv industri på om lag dagens nivå. Dette gir et forbruk i de ulike alternativene på om lag 30 TWh på lang sikt (perioden 2010-2030).

Tabell 1. Gjennomsnittlig årlig prosentvis volumvekst i Norge for viktige makroøkonomiske størrelser. Middelalternativet

	2002-2010	2010-2030
BNP	1,0	1,1
BNP, Fastlands-Norge	1,9	1,6
Privat konsum	2,5	2,1
Offentlig konsum	1,2	0,1
Bruttoinvesteringer	1,0	2,1
Eksport	0,3	0,5
Import	2,7	1,8
Utførte timeverk	0,4	0,1

Som det framgår av diskusjonen om energiintensiteter senere i denne rapporten er industrien mer energiintensiv enn tjenesteyting. Om det er offentlig eller privat tjenesteyting som vokser har ikke like mye å si for energiforbruksutviklingen. Hovedforskjellen går mellom industri og tjenesteyting totalt og mellom disse to sektorene og husholdningens forbruk. Endringer internt i sammensetningen internt i disse hovedsektorene har også betydning, men den er mindre viktig enn endringer i forholdet mellom disse hovedgruppene.

4.3. Kort om teknologiutviklingen

Det er antatt en teknologisk utvikling i bedriftene på om lag 1 prosent per år i hele perioden. Over 25 år betyr dette at bedriftene produserer med en teknologi som i *gjennomsnitt* er nesten 30 prosent mer effektiv enn dagens teknologi. Antagelsen om 1 prosent teknologisk endring per år er om lag som utviklingen de siste 30 årene.

I husholdningene antas ikke noen spesiell teknologisk endring. Imidlertid er inntektselastisitetene estimert på et historisk datamateriale. I den grad det har vært teknologiske endringer historisk, er disse i en viss forstand innbakt i elastisitetene.

Betydningen av teknologisk utvikling og samspillet med de andre drivkreftene er nærmere omtalt senere i artikkelen.

5. Tre scenarier

Utviklingen i kraftprisen avhenger av mange faktorer hvis utvikling fram i tid er usikker. Norge er gjennom overføringsforbindelsene en del av et nordisk og nord-europeisk kraftmarked. Utviklingen i energimarkedene i disse landene er derfor viktig for prisutviklingen i Norge. Blant annet vil utviklingen i brenselpriser, miljøreguleringer, CO₂-priser og takten i integreringen av energi- og kraftmarkedene være sentrale størrelser, men også andre usikre faktorer kan påvirke kraftprisutviklingen i Europa.

I disse kraftprisscenariene er det noen fundamentale forhold som vil prege utviklingen. For det første er det et skifte i dagens prisleie for kraftpriser i forhold til det prisleie vi hadde for noen år tilbake. Her er det tre viktige faktorer som spiller inn: i) For noen år tilbake

var det stor overkapasitet i den europeiske kraftforsyningen. Da vil prisen typisk variere omkring de variable kostnadene for produksjon av kraft, med mindre det er skranker i systemet. Etter hvert som etterspørselen har steget og overkapasiteten blir borte, vil prisen gjenspeile også skranken på kapasiteten helt til prisen når kostnaden ved å bygge ut ny kraft. ii) Oljeprisene har steget kraftig den siste tiden, og dette trekker også med seg gassprisen. Det betyr at kostnaden ved å bygge og drive gasskraftverk, som i denne analysen er antatt å være den marginale teknologien i Europa på lang sikt, også stiger. Prisen på kraft må derfor stige før ny utbygging er lønnsom. Et hovedspørsmål er om det nye prisleiet for gass er et vedvarende trekk ved utviklingen, eller om olje- og gassprisene igjen vil falle ned mot tidligere nivåer. Det synes å være enighet om at det har skjedd noen fundamentale trekk i utviklingen i retning av høyere olje og gasspriser, selv om de neppe blir like høye som i dag. iii) Det er introdusert et kvotemarked for klimagassutslipp i Europa. Siden flere av teknologiene som produserer kraft er forbundet med klimagassutslipp, vil dette øke kostnadsnivået og prisen for kraft i markedet. Det er stor usikkerhet med hensyn på utviklingen i kvotemarkedet framover.

I framskrivningene av kraftforbruket er det derfor valgt å illustrere usikkerheten gjennom tre scenarier for kraftprisen. Et middelscenario, et med høyere og et med lavere pris reflekterer mulige baner for kraftprisen fram mot 2030.

De prisscenariene som beregningsteknisk er laget er variasjoner over temaet gasspriser og kvotepriser, mens likevekt mellom tilbudt kapasitet og etterspørsel er en fundamental forutsetning i alle scenariene. En kunne ha lagt til grunn ulike varierende forutsetninger om innslag av fornybare teknologier (som er dyrere og dermed vil gi høyere pris), eller at det skjer teknologiske framskritt som bringer kostnadene ved kraftproduksjon nedover. En kunne også gjort ulike forutsetninger om utbygging av transmisjonsnett mellom land som vil kunne gi ulike skranker og dermed også ulike prisscenarier. Ulike måter å sette sammen tilgangen på kraft på gir ulike priser. Førsteordenseffekten på forbruket vil fortsatt kunne bli som beskrevet i denne rapporten. Ulike forutsetninger kan gi noen forskjellige effekter på næringsutviklingen, men i denne sammenheng er dette annenordenseffekter.

Alle tre prisscenariene er kalibrerte slik at modellberegningen som er gjennomført går gjennom det faktiske forbruket til fem forskjellige brukergrupper i 2005. Her har vi benyttet foreløpige tall for første halvdel av 2005 og anslått utviklingen i siste halvdel. Dette gir et anslag på totalforbruket i 2005 på 126 TWh, inklusive krafttap.

5.1. Middelpriisscenariet

Siktemålet for dette scenariet har vært å illustrere hvordan forbruket vil utvikle seg forutsatt en moderat (nær uendret) utvikling i kraftprisene framover.

Middelscenariet tar utgangspunkt i beregninger som ble utført for å belyse virkningene av innføring av et felles norsk svensk elsertifikatmarked, se Aune, Bye og Hansen (2005). Kvoteprisen for klimagasser er i dette scenariet satt lik 125 kroner/tCO₂ i perioden 2006 og fram til 2030.¹

5.2. Høyprisscenariet

I høyprisscenariet har en ønsket å illustrere virkningen på forbruksutviklingen av en økning i kraftprisene (engros) på om lag 20 prosent i beregningsperioden.

Et høyprisscenario kan forårsakes av flere utviklingstrekk i energimarkedene slik som beskrevet ovenfor. I dette alternativet er det lagt til grunn at endringer i forhold til middelpriisscenariet skjer som følge av disse forholdene:

- Brenselsprisene (gass, olje og kull) øker gradvis fram til 2010, til om lag på det dobbelte av nivået i middelpriisscenariet, og holdes konstant deretter (tilsvarer en gasspris på om lag 2 kroner per Sm³ i Norge).
- Prisen på utslipp av klimagasser målt i CO₂-ekvivalenter økes fram til 2010 til 300 kr/tCO₂ og holdes deretter uendret.
- Prisene for kraft på kontinentet endres i samsvar med endringene i brensels- og CO₂-prisene. Variasjonen i prisforskjeller mellom dag og natt og mellom sesonger beholdes.

5.3. Lavprisscenariet

I lavprisscenariet har en ønsket å illustrere virkningen på forbruksutviklingen av en nedgang i kraftprisene (engros) på om lag 30 prosent i beregningsperioden.

Lavprisscenariet er illustrert ved følgende utviklingstrekk i forhold til middelpriisscenariet:

- Brenselsprisene (gass, olje og kull) reduseres gradvis med om lag 1/3 fram til 2010 og holdes konstant deretter (tilsvarer en gasspris på om lag 67 øre per Sm³ i Norge).
- Prisen på utslipp av klimagasser målt i CO₂-ekvivalenter antas å være lik null på lang sikt i det nordiske kraftmarkedet.
- Prisene for kraft på kontinentet endres i samsvar med endringene i brensels- og CO₂-prisene. Variasjonen i prisforskjeller mellom dag og natt og mellom sesonger beholdes.

¹ I Aune, Bye og Hansen (2005) var det ingen CO₂-pris fram til og med 2010, 40 kroner/tCO₂ i 2010, 80 kroner/tCO₂ i 2010 og 125 kroner/tCO₂ fram og med 2012.

5.4. Nærmere om kraftprisene

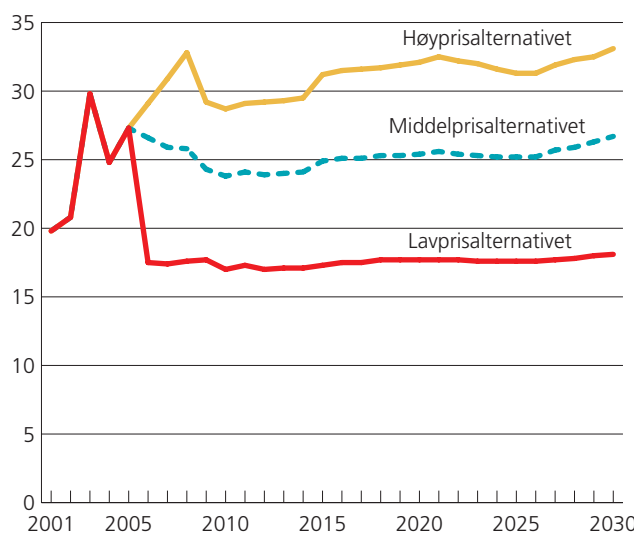
I figur 1 gis det en illustrasjon på de ulike forløpene for kraftprisen. Hovedpoenget i denne analysen er å se på hvordan etterspørselen avhenger av kraftprisene, ikke å gi prognoser for kraftprisutviklingen. Hva som generer de ulike kraftprisbanene er derfor underordnet i denne analysen. For å forsøke å tegne et mest mulig konsistent bilde har man som bakgrunn for analysen laget modellberegninger av et komplett kraftmarked. Bakgrunnen for at man bruker en simultan tilbuds- og etterspørselsside er at gitt kostnadsforholdene vil prisen variere mellom sesonger og belastningsperioder i systemet, blant annet på grunn av at det ved ulike perioder er ulike teknologier som er på marginen, at det kan oppstå skranker i produksjons- og overføringssystemet etc. Etterspørselen vil respondere på disse prisvariasjonene. Den samlede pris- og etterspørselsutviklingen for et år er dermed et aggregat av alle disse effektene.

Kommentarene nedenfor er en kort beskrivelse av hvordan de forløpene som er beskrevet kan framkomme.

Kraftprisene bestemmes av følgende forhold:

- De tradisjonelle grensekostnadene ved den teknologien som til enhver tid er på marginen. På lang sikt må prisen overstige denne for at en skal få utbygging av ny kapasitet.
- Kraftprisen bestemmes i det nordiske markedet. Kostnaden ved den teknologien som er på marginen i Norden er dermed avgjørende for prisen.
- Et viktig nytt element i de tradisjonelle kostnadene i kraftmarkedet i Norden er gassprisene, idet dette er et brensel som tas i bruk framover, men ikke har vært inne så langt i stor grad.
- Eventuelle beskrankninger på transmisjonsmulighetene mellom land, eller regioner i det enkelte land, vil ha betydning ved at det dannes prisområder.
- Beskrankningene i transmisjonsnettene vil variere med belastningen. Forbruksprofilen til de enkelte forbrukerne varierer, og dermed vil gjennomsnittsprisene kunne bli forskjellig for de ulike brukergruppene.
- I tillegg til de tradisjonelle kostnadene ved utbygging av ny kapasitet kommer enhetskostnadene ved å kjøpe tillatelser til CO₂-utslipp – enten i form av kvoter, avgifter eller i form av kostnader ved direkte reguleringer.
- Til fratekk fra de tradisjonelle kostnadene kommer eventuelle fordeler ved at en kan få støtte til enkelte teknologier gjennom for eksempel en ordning med elsertifikater. En slik ordning vil kunne bidra til å presse prisen ned i det ordinære marked, se Aune, Bye og Hansen (2005).

Figur 1. Kraftpriser, Norge, øre/kWh. 2005-priser. 2001-2030



Modellberegningen er kalibrert for 2005, basert på utviklingen i 1. halvår og antagelser om normale tilslag og temperaturer resten av året. Kraftprisen i 2005 anslås til i gjennomsnitt 27 øre/kWh, se figur 1. Så langt i år har snittprisen vært noe lavere. Forbruket er noe lavere enn i et normalår og tilsiget noe høyere.

I *middelprisalternativet* blir prisen liggende rundt 25 øre over hele perioden. Den faller noe i den første del av perioden som følge av at det er forutsatt en norsk-svensk elsertifikatordning i denne perioden, mens kraftprisen stiger noe igjen etter hvert som det er forutsatt at denne ordningen fases ut i 2025.

I *høyprisalternativet* stiger kraftprisen opp til et nytt prisleie i 2010 som følge av forutsetningene om priser på CO₂-utslippene og høyere gasspriser. Det nye leiet er om lag 32-33 øre/kWh.

I *lavprisalternativet* er det forutsatt at CO₂-prisene og gassprisen faller fra 125 kroner/tCO₂ og 100 øre/Sm³ i middelprisalternativet til henholdsvis 0 kroner/tCO₂ og 67 øre/Sm³. Prisen på kraft faller da fra et nivå på 27 øre/kWh i dag til om lag 18 øre/kWh i 2030.

6. Andre forhold

Nedenfor tas opp noen spesifikke forhold knyttet til behandlingen av enkeltsektorer.

6.1. Kontinentalsokkelen

Vi har ikke gjort spesielle forutsetninger om kontinentalsokkelen utover det som følger av de makroøkonomiske beregningene. Energibruken følger aktivitetsnivået. Det er ikke forutsatt noen konvertering fra plattformbasert til landbasert elektrisitetforsyning.

6.2. Fra nett til landbasert virksomhet

Petroleumsaktiviteten på land er gitt fra de makroøkonomiske beregningene og følger utviklingen i denne. Bruken av elektrisitet følger aktivitetsnivået.

6.3. Politikk for omlegging av produksjon og forbruk

Energiintensitetene og utviklingen i disse følger av aktivitets- og prisforhold slik det er estimert på historiske data. I løpet av historien har også politikkendringer i form av reguleringer, subsidier, avgiftsendringer etc. blitt foretatt. Dette er ikke eksplisitt modellert ved estimering av sammenhenger, men ligger implisitt innbakt i de elastisiteter som benyttes. I den grad politikk for omlegging av forbruk og produksjon følger en linje fra historien, vil slike elementer kunne sies å være innbakt i analysen. Om politikken legges kraftig om, kan sammenhengene endres. Vi har ikke tatt hensyn til eventuelle politikkendringer.

6.4. Mineraloljer i stasjonære anvendelser

I denne analysen rapporteres kun utviklingen i elektrisitetsmarkedet, men bestemmelsen av dette har tatt hensyn til også utviklingen i mineraloljeforbruket. Mineraloljer, som står i et substitusjonsforhold til elektrisitet i stasjonære anvendelser, er inkludert i modellen. Sammenhengene er estimert med utgangspunkt i historisk utvikling av disse.

6.5. Utviklingen i bruken av andre energibærere

Kull, koks, og ved i husholdningene er en del av det totale energibildet som er modellert. Utviklingen i olje- og gasspriser og deres betydning for tilbudssiden i kraftmarkedet er med i analysen.

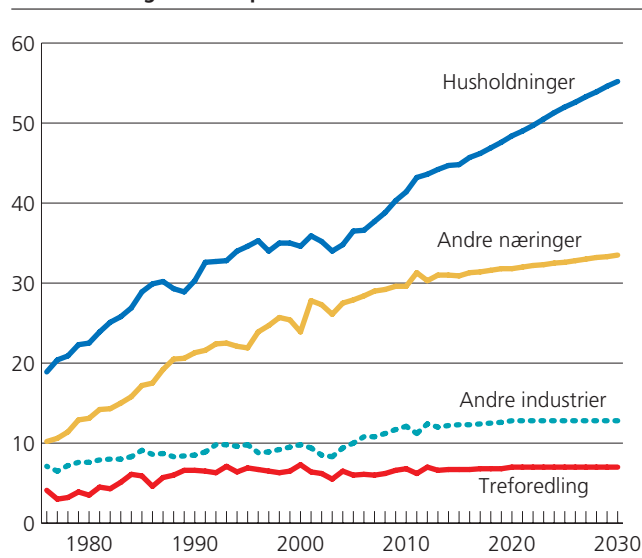
7. Kraftforbruk fram til 2030

Med utgangspunkt i de ovenstående forutsetninger har vi beregnet tre utviklingsbaner for elektrisitetsforbruket. Nedenfor kommenteres kort utviklingen i etterspørselen etter kraft slik den framkommer i vår analyse. Deretter settes denne utviklingen inn i et lenger perspektiv for å sannsynliggjøre at den beskrevne utviklingen kan representere rimelige forløp.

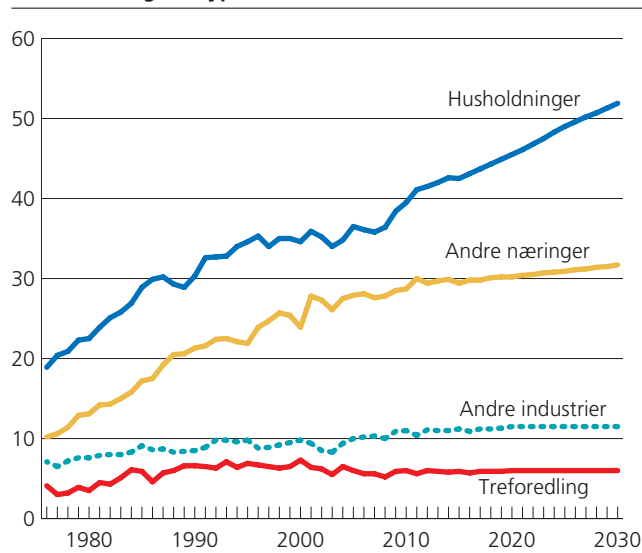
Det totale kraftforbruket i *middelprisalternativet* utvikler seg fra 126 TWh i 2005 til 148 TWh i 2030. Vi minner om forutsetningen om at den kraftintensive industrien bruker om lag 30 TWh etter 2010. Nettoforbruk i alminnelig forsyning øker fra 80,4 TWh i 2005 til 108,5 TWh i 2030, en gjennomsnittlig økning på 1,1 TWh eller 1,2 prosent per år i gjennomsnitt over perioden.

Det er i første omgang husholdningssektoren og tjenesteytende sektorer (inklusive primærnæringer og samferdsel) som trekker forbruket opp, se figur 2. Husholdningssektoren øker sitt forbruk fra drøye 36 TWh i 2005 til 55 TWh i 2030, en økning på knappe 1,7 prosent per år. Til sammenligning er inntektsvek-

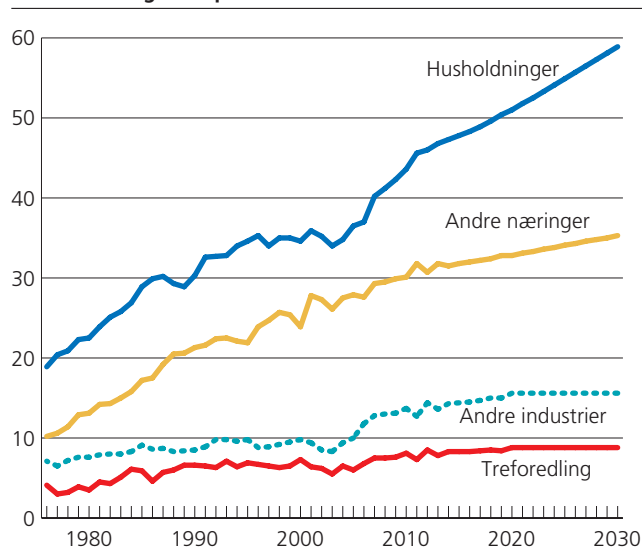
Figur 2. Utviklingen i netto kraftforbruk i alminnelig forsyning i Norge. Middelprisalternativet. TWh



Figur 3. Utviklingen i netto kraftforbruk i alminnelig forsyning i Norge. Høyprisalternativet. TWh



Figur 4. Utviklingen i netto kraftforbruk i alminnelig forsyning i Norge. Lavprisalternativet. TWh



sten om lag 2-2,5 prosent per år og realprisveksten for kraft om lag null i perioden 2005-2030. Sammenlignet med utviklingen i husholdningenes forbruk de siste årene kan dette synes noe høyt, se nedenfor. I "tjenesteytende" sektor øker forbruket fra knappe 28 TWh i 2005 til drøye 33 TWh i 2030 – en gjennomsnittlig vekst på drøye 0,7 prosent per år. Her er aktivitetsveksten til sammenligning 1,5-2 prosent per år. Den gjennomsnittlige veksten i annen industri er om lag som i tjenesteytende sektor, men siden etterspørselen bare utgjør om lag halvparten av etterspørselen i tjenesteytende næringer samlet, er også bidraget til den totale veksten vesentlig mindre.

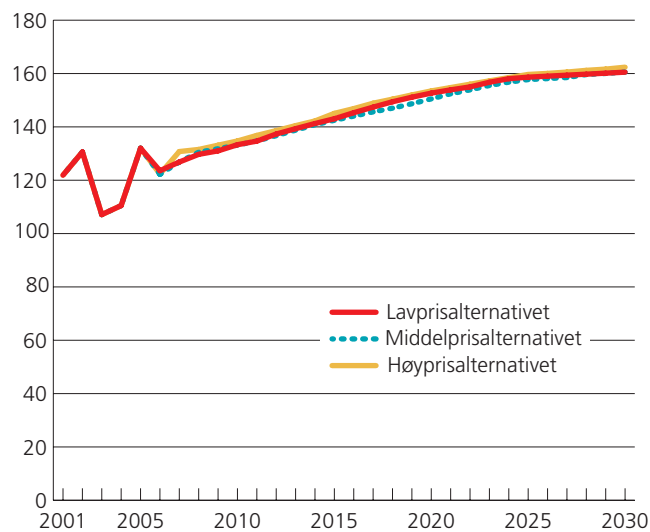
I *høyprisalternativet* er totalforbruket i 2030 om lag 140 TWh, se figur 3. Veksten for alminnelig forsyning er 0,8 prosent per år (gjennomsnitt volumvekst på 0,8 TWh per år) og forbruket er beregnet til 101 TWh i 2030. I dette alternativet er engrosprisveksten om lag 24 prosent høyere enn i middelpreisalternativet, mens forbruket er 5 prosent lavere – en priselastisitet på om lag -0,2. Måler vi dette i forhold til den delen av forbruket som er fleksibelt, er nedgangen i forbruket på nesten 7 prosent og elastisiteten er på nesten -0,3. Husholdningenes forbruk går ned mest – med nesten 3,5 TWh, men også tjenesteytende næringer og industrien bidrar, med henholdsvis 1,8 og 1,4 TWh. Elastisiteten er størst i treforedlingsindustrien på grunn av stor fleksibilitet i elektrokjellene. I industrien ellers er elastisiteten om lag -0,4, mens den i tjenesteytende næringer og husholdningssektoren er -0,25.

I *lavprisalternativet* er det totale kraftforbruket i 2030 i underkant av 159 TWh, se figur 4. Den gjennomsnittlige veksten i alminnelig forsyning er da 1,4 prosent per år. Dette utgjør en gjennomsnittlig volumvekst på 1,5 TWh per år og forbruket i 2030 er 118,5 TWh. I dette alternativet er engrosprisene om lag 32 prosent lavere enn i middelpreisalternativet. Priselastisiteten for treforedlingsindustrien er her høyere enn i høypristilfellet, vel -0,6, for industrien ellers er elastisiteten noe lavere, for tjenesteytende næringer noe høyere og for husholdninger om lag den samme som i høyprisalternativet. Grunnen til at elastisitetene ikke er symmetriske, er at de målt på denne måten også inkluderer de strukturelle endringene som skjer når kostnadene i næringene endres. I husholdningssektoren er det en kombinasjon av pris- og inntektseffekter, og selv om de strukturelle endringene blir forskjellige, blir ikke størrelsesorden på de inntektsmessige endringene svært forskjellige ved prisfall og prisoppgang i disse to beregningene.

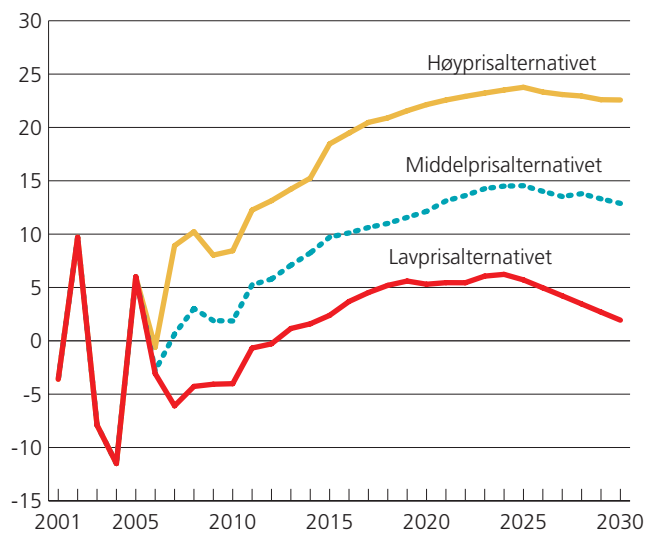
7.1. Kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i alle alternativene ligger om lag på samme nivå i Norge uavhengig av prisnivå, 160-162 TWh, dog høyest i høyprisalternativet, se figur 5. Kraftproduksjonen går også fra en situasjon i 2006 hvor den er lavere enn innenlandsk forbruk til en situasjon hvor den er vesentlig høyere enn innen-

Figur 5. Kraftproduksjon i Norge. TWh. Tre alternativer



Figur 6. Netto krafteksport fra Norge til utlandet, TWh



landsk forbruk – altså går vi fra en netto importsituasjon til en netto eksportsituasjon. Dette skyldes i det alt vesentlige forutsetningen om innføring av en elsertifikatorrdning, se en nærmere diskusjon av dette i Aune, Bye og Hansen (2005).

7.2. Krafthandel

Figur 6 viser utviklingen i netto krafthandel i de forskjellige alternativene. I alle alternativene blir Norge en netto eksportør fram mot 2030, størst med om lag 22 TWh i høyprisalternativet. Høy kraftpris reduserer etterspørselen og øker tilbudet i Norge.

I lavprisalternativet er Norge om lag i balanse i 2030. Her blir prisene og dermed tilbudet lavere og forbruket blir høyere.

Økningen i nettoeksporten skjer gradvis fram mot 2020. Effekten av at elsertifikater introduseres i markedet som en felles samordnet ordning i Sverige og

Norge ses tydelig. Siden den primære tilgangen på nye fornybare ressurser er større og til lavere kostnader i Norge enn i Sverige, skjer mye av utbyggingen av slike teknologier i Norge. Subsidiene til disse teknologiene kommer fra både det norske og det svenske markedet gjennom krav om forbruksandeler i hvert av landene.

Beregningene viser at kraftprisene i Sverige blir høyere enn i Norge i høyprisalternativet – det er konsistent med at det er netto innstrømming av kraft i retning av Sverige – altså netto eksport fra Norge. Som vi ser er også nettoeksporten i høyprisalternativet størst.

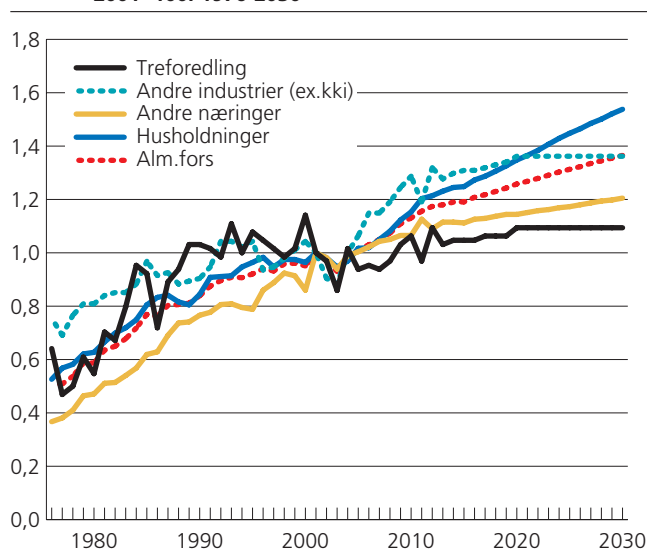
I lavprisalternativet er prisen i Sverige noe lavere i gjennomsnitt enn i Norge. Fortsatt er imidlertid Sverige netto mottaker av kraft. Dette antyder at det ikke er nettskranker i eksportperiodene, men at det kan være importperioder hvor det er nettskranker mot Norge, noe som gir høyere priser i Norge enn i Sverige i disse periodene. Siden både Norge og Sverige er delt inn i flere regioner, og overføringsmulighetene mellom enkelte regioner i Norge er begrenset, kan det også være områder i Norge som har høyere pris enn i Sverige og andre områder som har lavere eller lik pris. I gjennomsnitt kan man både på grunn av periode- og områdeeffekter få denne forskjellen i gjennomsnittspriser mellom Norge og Sverige, selv om Norge totalt over året er en klar nettoeksportør.

7.3. Kraftforbruk framover vurdert i et lengre perspektiv

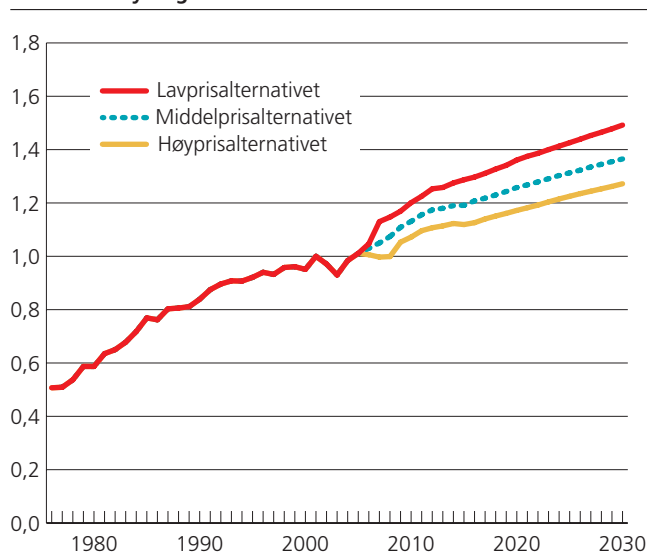
Figur 7 viser utviklingen i elektrisitetforbruket på indeksform for noen hovedsektorer i norsk økonomi fra 1976 og fram til slutten av beregningsperioden i 2030. Som vi ser har utviklingen historisk vært preget av sterk vekst for de fleste sektorene. Denne veksten må sees på bakgrunn av flere forhold. Den økonomiske veksten har vært sterk i store deler av perioden. Samtidig har oljeprisene steget relativt til elektrisitetsprisene og gitt en overgang fra bruk av olje til bruk av elektrisitet. Den sterkeste veksten har vi hatt i husholdningene og tjenesteytende næringer (Andre næringer). Dette skyldes i hovedsak at den økonomiske veksten i disse næringene har vært sterkst, og at det har vært gode muligheter for overgang fra bruk av olje til bruk av elektrisitet. Dessuten har sterk vekst i utstyr som bruker elektrisitet og vekst i oppvarmet areal betydd mye i disse sektorene. Veksten i industrien har vært mindre på grunn av lavere økonomisk vekst og et større innslag av netto energisparing. Det har også vært en viss overgang fra mer energiintensive til mindre energiintensive sektorer internt i industrien.

Framover ser vi at veksten fortsatt antas å bli sterk i husholdninger og tjenesteyting, mens det flater helt ut for den kraftintensive industrien (per forutsetning, se foran). For andre industrier er det en sterk vekst fra 2005-2010 som delvis skyldes leveranser av elektrisitet til landbasert petroleumsvirksomhet. Senere i scenarioperioden flater veksten for denne sektoren ut.

Figur 7. Utviklingen i netto elektrisitetsforbruk for noen hovedgrupper. Middelpreisalternativet. Indeks 2001=100. 1976-2030

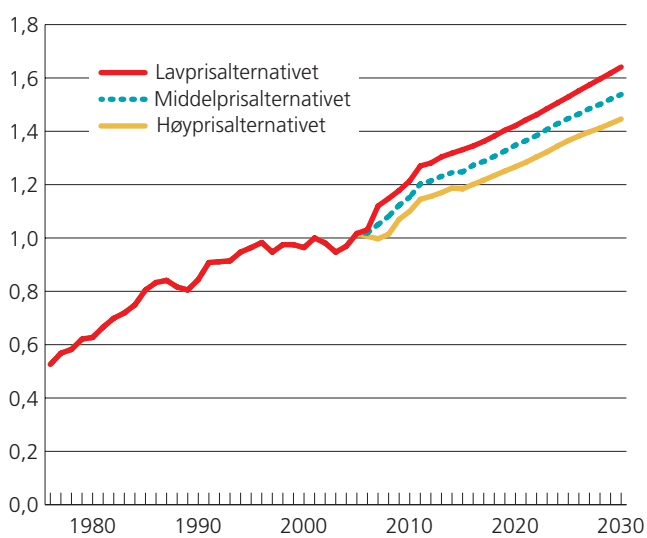


Figur 8. Utviklingen i netto elektrisitetsforbruk i alminnelig forsyning. Indeks 2001=100. 1976-2030



Figur 8 viser utviklingen i elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning på indeksform. Selv om forbruket har vokst kraftig fram til 2001, ser det ut som veksten har flatet ut de senere årene. Vi ser imidlertid at de tre prisalternativene, som utgjør et spenn i 2030 på om lag 20 TWh, alle følger seg inn i en mulig forlengelse av den historiske banen. Det midlere prisalternativet gir en vekst 25 år fram i tid på 20 prosent. I 25 års-perioden fra 1976-2000 vokste elektrisitetsforbruket med nesten 65 prosent, altså er det en vesentlig utflating av veksttakten i middelscenariet. Dette henger sammen med en generell nedgang i den økonomiske veksten, og at mye av overgangen fra olje til elektrisitet allerede er tatt ut. Samtidig må vi huske at forbruksnivået i dag er vesentlig høyere enn i 1976, slik at det ikke blir den samme forskjellen i den absolute veksten, selv om den også er betydelig. Fra 1976 til 1986 var veksten i kraftforbruket per år 2,3 TWh

Figur 9. Utviklingen i netto elektrisitetsforbruk for husholdningene. Indeks 2001=100. 1976-2030



per år i gjennomsnitt, mens fra 2001 til 2011 i middelpreisalternativet er veksten på 1,0 TWh per år i gjennomsnitt.

La oss se noe nærmere på den sterke veksten i husholdningene. Denne er vist i figur 9 på indeksform. Selv om den framskrevne veksttakten for 2005-2030 er lavere enn den var på 1970-tallet og begynnelsen av 1980-tallet, er den vesentlig høyere enn den var på slutten av 1990-tallet og begynnelsen av dette århundret.

La oss først se på forholdet mellom inntektsveksten og utviklingen i forbruket av elektrisitet. Veksten i privat konsum over perioden (faste priser) 2005-2030 er overkant av 65 prosent, mens veksten i elektrisitetsforbruk hos husholdningene er anslått til drøye 50 prosent. Realprisen på elektrisitet i middelpreisalternativet er om lag uendret i perioden. I høyprisalternativet, hvor kraftprisen ligger om lag 20 prosent høyere, ligger kraftforbruket i husholdningene om lag 6 prosent lavere. I lavprisalternativet, hvor kraftprisen er 30 prosent lavere, ligger kraftforbruket om lag 7 prosent høyere.

Det er også noen momenter som taler for at en kan overvurdere veksten i kraftforbruket. Over tid har økningen i antall husholdninger vært større enn befolkningsveksten. Det er vanlig å snakke om stordriftsfordeler i forbruk av elektrisitet blant husholdninger. Det vil si at forbruket per person minker med antall husholdningsmedlemmer. Dette skyldes at alle husholdninger, uansett størrelse, har en bolig, og at boligarealet ikke øker i takt med antall medlemmer i husholdningen. En utvikling i retning av mindre husholdninger, enten i form av hver husholdning får færre barn eller ved at skilsmisser løser opp husholdningene i mindre enheter, vil bidra til en vekst i energibruken som overstiger den bakenforliggende befolkningsvek-

sten. Etter hvert kan både fallet i barnetall og nedgang i husholdningstørrelse på grunn av skilsmisser nærme seg metning. Da kan denne drivkraften i retning av økt elektrisitetsforbruk avta.

Det har også vært en vekst i oppvarmet areal historisk. Etter hvert som inntektene øker, har kravet til boligareal økt. Samtidig har boliger blitt mer og mer åpne og det oppvarmede arealet i hver bolig dermed økt. Dette krever igjen økt energiforbruk. Kravet til innetemperatur har også økt. På 1950-1960 tallet snakket man om innetemperaturen på 18 grader. I dag er det ikke uvanlig med innetemperaturen på 22 grader. For alle disse faktorene kan en også tenke seg at man kan nå metningstendenser. Det er grenser for hvor store boliger man skal ha. Når alt arealet er oppvarmet representerer ikke dette elementet en drivkraft i retning av økt elektrisitetsforbruk, og endelig er det grenser for hvor varmt man ønsker å ha det innendørs.

En siste faktor som hevdes å ha stor betydning er utviklingen av mer energieffektivt teknisk utstyr. Dette elementet trekker i retning av lavere energiforbruk, men samtidig henger alt energiforbruk innendørs sammen med behovet for energi til oppvarming. All energi som benyttes innendørs avgir varme. Lavere energibruk til teknisk utstyr medfører økt behov for varme fra andre kilder på kalde dager.

Alle disse momentene kan ha hatt betydning for den utviklingen i elektrisitetsforbruket i husholdningene som vi har sett de siste årene. Samtidig kan man ikke se bort fra at den tilsynelatende utfelingen kan skyldes tilfeldige forhold; perioder med arbeidsledighet og usikkerhet, perioder med fluktuerende rente- og boligkostnader ellers, endringer i skatteregler (inntektsusikkerhet) og avgiftsregler (kostnadsusikkerhet), stor fokus på miljø og prisutvikling i elektrisitetsmarkedet, sparekampanjer med tidsbegrenset effekt, etc.

Det er også momenter som kan tale for at forbruket fortsatt kan øke som det har gjort historisk i denne sektoren. Global oppvarming som følge av klimaendringer kan redusere behovet for oppvarming om vinteren, men øke behovet for luftkjøling om sommeren. For eksempel er elektrisitetsforbruket i en bolig på Bahamas like høyt som for en bolig i Norge på grunn av avkjølingsbehovet. Det blir større innslag av oppvarming ute i form av terrassevarmere, flere vil ha isfrie innkjørsler etc. Med økte inntekter kan prioriteringene til husholdningene medføre en sterk økning i bruken av energiintensive goder.

Som det framgår er det stor usikkerhet knyttet til utviklingen i elektrisitetsforbruket i husholdningene. Etter hvert blir kan denne sektoren bli klart dominerende når det gjelder vekst i forbruket av elektrisitet i Norge, men dette er usikkert. Det er derfor viktig å få

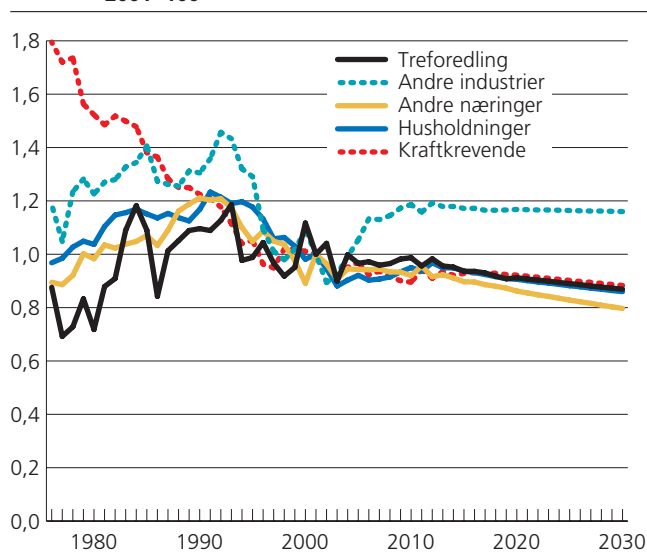
bedre modeller for å forklare utviklingen i denne sektoren. Det er grunn til å anta at de modellene som hittil har vært brukt er for enkle og lineære med relativt få forklaringsfaktorer hvor en ikke er i stand til å isolere effekten av metningstendenser for flere av de faktorer som er viktig i praksis. Dette bør derfor studeres nærmere framover.

7.4. Kort om energieffektivisering

Over tid foregår det en betydelig effektivisering av energibruken i norsk økonomi. Det utvikles nye teknologier som tas i bruk etter hvert som det investeres i nye bedrifter, eldre bedrifter faller fra, og det reinvesteres i nye bygninger og nye maskiner i eksisterende bedrifter. Det er alltid slik at det i forhold til den på et gitt tidspunkt beste teknologi vil være et sprang til den teknologien som brukes i eksisterende bedrifter. De har investert på et tidspunkt hvor beste teknologi var dårligere, og siden alt kapitalutstyr har en avveid økonomisk levetid vil en nesten umiddelbart etter investering oppleve at beste teknologi blir enda mer effektiv. Slik vil det være til bedriften igjen skal fornye sitt kapitalutstyr. Hvis man hele tiden skal ha beste teknologi, vil det selvsagt bli prohibitive kostnader med avskrivninger. Likevel vil man samlet i et land kunne oppleve betydelige energibesparinger gjennom å ta i bruk bedre teknologi når man er kommet til tidspunktet for reinvesteringer. Figur 10 viser utviklingen i energiintensitetene (elektrisitet i kWh/krone produsert målt i faste priser) i noen hovedgrupper av sektorer i norsk økonomi de siste 30 årene og utviklingen i disse slik det framkommer av beregningene framover.

Vi ser at den kraftigste nedgangen har skjedd i kraftintensiv industri, dels ved at disse bedriftene har gått over til ny teknologi ("prebaked" i aluminium for eksempel), dels ved at de minst effektive bedriftene er forsvunnet. I treforedlingsindustrien har en opplevd først en økning i intensiteten for deretter å få en nedgang. I andre industrier har det også skjedd store endringer. Fram mot 2000 falt intensitetene betydelig fra midten av 1990-tallet, mens framskrivningene viser at innfasing av elektrisitetsleveranser til petroleumsnæringene bidrar til et løft i intensiteten for sektoren samlet sett etter 2005. I andre næringer (tjenesteyting m.m.) har det vært en mer blandet utvikling. Økningen fram til begynnelsen av 1990-tallet i elektrisitetsintensiteten henger nært sammen med utviklingen i oljepriser og fyringen i elektrokjeler. Tilsvarende betyr oljeprisutviklingen en del for overgangen til elektrisitet også for husholdninger på 1980-tallet (jfr. OPEC I og OPEC II). Samtidig betyr nok teknifiseringen av tjenesteytende bygg og husholdningene en del. Denne overgangen mellom energibærere har mer enn oppveid den forbedrede teknologien som er kommet til underveis. Etter hvert som det meste av oljebruken er substituert bort, har imidlertid denne oppgangen i intensiteter snudd til en nedgang. De teknologiske framskritt er da knyttet til bruken av elektrisitet alene.

Figur 10. Utviklingen i elektrisitetsintensitetene i ulike sektorer. Historisk og framover (Middelprialternativet). Indeks 2001=100



I framskrivingene videreføres den teknologiske utviklingen som igjen bidrar til en videre nedgang i intensitetene.

I forhold til den partielle effekten av 1 prosent teknologisk endring per år i 25 år, (samlet nesten 30 prosent over hele perioden) er imidlertid nedgangen i intensiteter vesentlig mindre, bortsett fra for treforedling. Dette skyldes flere forhold: a) en økning i arbeidskostnadene trekker i retning av mer kapitalintensiv, og dermed mer energiintensiv produksjon i hver enkelt bedrift, og b) en økning i arbeidskostnadene medfører strukturelle endringer internt i de aggregerte næringene i retning av mer kapitalintensiv og energiintensiv produksjon. Dette bidrar til å oppveie deler av den partielle energibesparende teknologiske utviklingen.

8. Oppsummering

Vi har beregnet tre scenarier for forbruksutviklingen for kraft i Norge fram mot 2030. Disse tar utgangspunkt i makroøkonomiske beregninger av økonomisk vekst og sammensetning av denne, samt anslag over en del sentrale kostnadsforhold i kraftproduksjon (brenselpriser og kvotepriser for klimagassutslipp). Scenariene viser et relativt stort spenn for totalforbruket i 2030 - fra 140-159 TWh i 2030 avhengig av pris og kostnadsutviklingen. Det er stor usikkerhet knyttet til spesielt husholdningenes forbruksutvikling framover. Utviklingen i en del demografiske forhold kan tale for at forbruksutviklingen for husholdningene kan bli mindre enn framskrevet her. Samtidig er ikke forbruksutviklingen i denne sektoren spesielt sterk i forhold til den framskrevne konsumveksten. Vurdert i et langt historisk perspektiv kan tvert imot flere av banevære gode illustrasjoner på en mulig forbruksutvikling. Spennvidden i kraftprisene i analysen er fra 18-33 øre/kWh.

Referanser

Aune, F. R., T. Bye and P. V. Hansen (2005): *Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked*, Rapporter 2005/20, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T, K. Gabrielsen and F. R. Aune (2005): Climate change - lower electricity prices and increasing demand. An application to the Nordic Countries, Discussion Paper 430, Statistics Norway.

Nordel (2004): Prioriterede Snit. Fælles nordiske analyser af vigtige snit i Nordel-systemet.

Gabrielsen, K. (2005): *Climate change and the future Nordic electricity market – supply, demand, trade and transmission*, Kommer i serien Rapporter, Statistisk sentralbyrå.